

Diseño de un rotor para una turbina eólica de eje horizontal de 500 W

Design of a rotor for a horizontal axis wind turbine of 500 W

RAMIREZ-MARTINEZ, Andrés†*, RODRIGUEZ-CASTILLO, Mario E, VERA-CARDENAS, Edgar E, GOMEZ-MERCADO, Abdiel y MORENO-RIOS, Marisa

Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Pachuca, Carr. México-Pachuca Km. 87.5 Col. Venta Prieta, CP 42080, Pachuca, Hgo. México

ID 1^{er} Autor: *Andrés, Ramirez-Martinez* / **ORC ID:** 0000-0003-0661-2289, **Researcher ID Thomson:** P-5342-2018, **Mendeley ID:** andres-ramirez85

ID 1^{er} Coautor: *Mario E, Rodriguez-Castillo* / **ORC ID:** 0000-0003-2153-2105, **Researcher ID Thomson:** P-5374-2018

ID 2^{do} Coautor: *Edgar E, Vera-Cardenas* / **ORC ID:** 0000-0002-9658-0008

ID 3^{er} Coautor: *Abdiel, Gomez-Mercado* / **ORC ID:** 0000-0002-3409-6851

ID 4^o Coautor: *Marisa, Moreno-Rios* / **ORC ID:** 0000-0002-8041-5243

Recibido: Septiembre 03, 2018; Aceptado Diciembre 07, 2018

Resumen

Una turbina eólica es una máquina que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica y a través del generador eléctrico se transforma en electricidad. La mayoría de extensión territorial de nuestro país, tiene en promedio velocidades de viento bajas. Este trabajo de investigación tiene la finalidad de mostrar una alternativa viable de aprovechamiento del recurso eólico en estas zonas. El presente artículo muestra el proceso de diseño aerodinámico de un rotor de turbina de viento de eje horizontal de 500 W, empleando la Teoría de Momento del Elemento de Pala (BEM). El objetivo es diseñar una turbina de viento para una velocidad promedio de 4.35 m/s con un diámetro de rotor de 6 m. A través de un estudio comparativo se selecciona el perfil aerodinámico NACA 4415, al contrastar las polares se observa que el perfil seleccionado tiene menor coeficiente de arrastre frente a los perfiles cotejados, permitiendo un mayor aprovechamiento de la energía.

Turbina, Viento, Diseño, Energía

Abstract

A wind turbine is a machine that converts the kinetic energy of wind into mechanical energy and through the electric generator is transformed into electricity. The majority of territorial extension of our country, has on average low wind speeds. This research work aims to show a viable alternative to use the wind resource in these areas. This article shows the aerodynamic design process of a 500 W horizontal axis wind turbine rotor, using the Blade Element Momentum Theory (BEM). The objective is to design a wind turbine for an average speed of 4.35 m/s with a rotor diameter of 6 m. Through a comparative study, the aerodynamic profile NACA 4415 is selected, when contrasting the elevation and drag coefficients, maximum elevation is obtained and less drag compared to the compared profiles. Allowing a greater use of energy.

Turbine, Wind, Desing, Energy

Citación: RAMIREZ-MARTINEZ, Andrés, RODRIGUEZ-CASTILLO, Mario E, VERA-CARDENAS, Edgar E, GOMEZ-MERCADO, Abdiel y MORENO-RIOS, Marisa. Diseño de un rotor para una Turbina eólica de eje horizontal de 500 W. Revista de Tecnología e Innovación. 2018. 5-17: 8-17.

* Correspondencia del Autor (Correo Electrónico: aramirezmart@outlook.com)

† Investigador contribuyendo como primer autor.

Introducción

El aprovechamiento de la energía del viento ha acompañado la evolución en la forma de vida de la humanidad, hay evidencias del uso de molinos de viento para triturar semillas desde 1300 a.c., en Persia (Shepherd, 1990) y fueron usados ampliamente en diversos países de Europa.

Se tienen registros desde 1700 a.c., donde menciona Hammurabi el uso de molinos de viento para irrigar los jardines de Mesopotamia.

Las primeras turbinas de viento fueron de eje vertical, hasta el siglo 12 se encontraron vestigios de la primera turbina de eje horizontal en Inglaterra.

Los primeros experimentos para generar energía eléctrica con turbinas eólicas fue en 1890 en Estados Unidos de América (Gasch & Twele, 2012).

En el siglo XIX, la invención de la máquina de vapor y motores de combustión interna comenzaron a remplazar a las turbinas de viento. En los años de 1970s con la primera crisis en los precios del petróleo, renació el interés por la energía del viento.

La tecnología ha mejorado paso a paso a finales de 1990s, la energía eólica se convirtió en la fuente renovable más importante del mundo (Ackermann & Soder, 2000; Letcher, 2017).

Hasta ahora, los esfuerzos realizados por distintas disciplinas del conocimiento han permitido incrementar la fiabilidad de las máquinas eólicas, reducir costos de generación de energía eléctrica con esta tecnología, niveles de ruido producidos, principalmente por los elementos mecánicos (Schubel & Crossley, 2012; Carta, Calero, Colmenar & Castro, 2009). Modernos procesos de manufactura de alabes que protegen al medio ambiente a costos accesibles facilitan el uso de esta tecnología (Attaf, 2012).

En el año 2016 más de 170 países firmaron el acuerdo de París dentro de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, dentro de ellos México.

En el cual establece un plan de acción de medidas para la reducción de emisiones de gases contaminantes a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del calentamiento global, su aplicación sería para el año 2020, cuando finaliza la vigencia del Protocolo de Kioto (Mendoza, 2017).

México forma parte de los 40 países que más generan gases contaminantes en el mundo, ya que desde 1970 al 2013 ha incrementado 4 veces la generación de CO₂ (Mendoza, 2017).

De acuerdo al informe anual de CFE 2016, de los 55, 564.00 MW, generados en México solo 699 MW son producidos con energía eólica, 1.26 % de la producción total (CFE, 2016). Proporción menor comparada con países como China con 62, 733 MW, Estados Unidos 46, 912 MW, Alemania 29, 060 MW, España 21, 674 MW, capacidad instalada en 2011 (Islam, Mekhilef & Saindur, 2013).

El presente trabajo tiene por objetivo diseñar los alabes de un generador eólico de eje horizontal con capacidad de producción de 500 W para la ciudad de Pachuca de Soto.

A través de la simulación en ANSYS se espera que el cálculo numérico tenga los valores óptimos de operación del generador eólico.

Esta investigación determina la geometría de alabes a las características específicas del viento de la ciudad de Pachuca de Soto.

A continuación se expone la metodología de diseño, características aerodinámicas de alabes, simulación de alabes en ANSYS, análisis estructural y propuesta de materiales para manufactura de los alabes.

Metodología

1. Etapas de diseño

El diseño metodológico de los alabes de una turbina de viento se divide en tres partes; seleccionar el modelo matemático, determinar parámetros de alabes y simulación de resultados en software para validar resultados obtenidos.

Las etapas para solucionar la ingeniería de diseño se muestran en el diagrama de flujo de la figura 1 (Pathike, Kratpradit, Terdtoon & Sakulchangsattajai, 2013). El presente trabajo aborda la etapa de diseño del alabe.

2. Eficiencia máxima teórica

La energía contenida en el viento por el movimiento de masas de aire, conocida como energía cinética se expresa por la ecuación 1 (Schubel & Crossley, 2012):

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \tag{1}$$

Dónde:

P= Energía Potencial

ρ = Densidad del aire

A= Área de barrido

V= Velocidad del viento

El aprovechamiento del 100 % de esta energía implica que la masa de aire al salir de la turbina tenga una velocidad cero, eso no ha sido posible de lograr.

La máxima eficiencia de conversión que una turbina eólica puede tener es del 59.3 %, conocido como límite de Betz, es la máxima eficiencia de potencia que una turbina de viento puede convertir de energía cinética a energía mecánica (Schubel & Crossley, 2012).

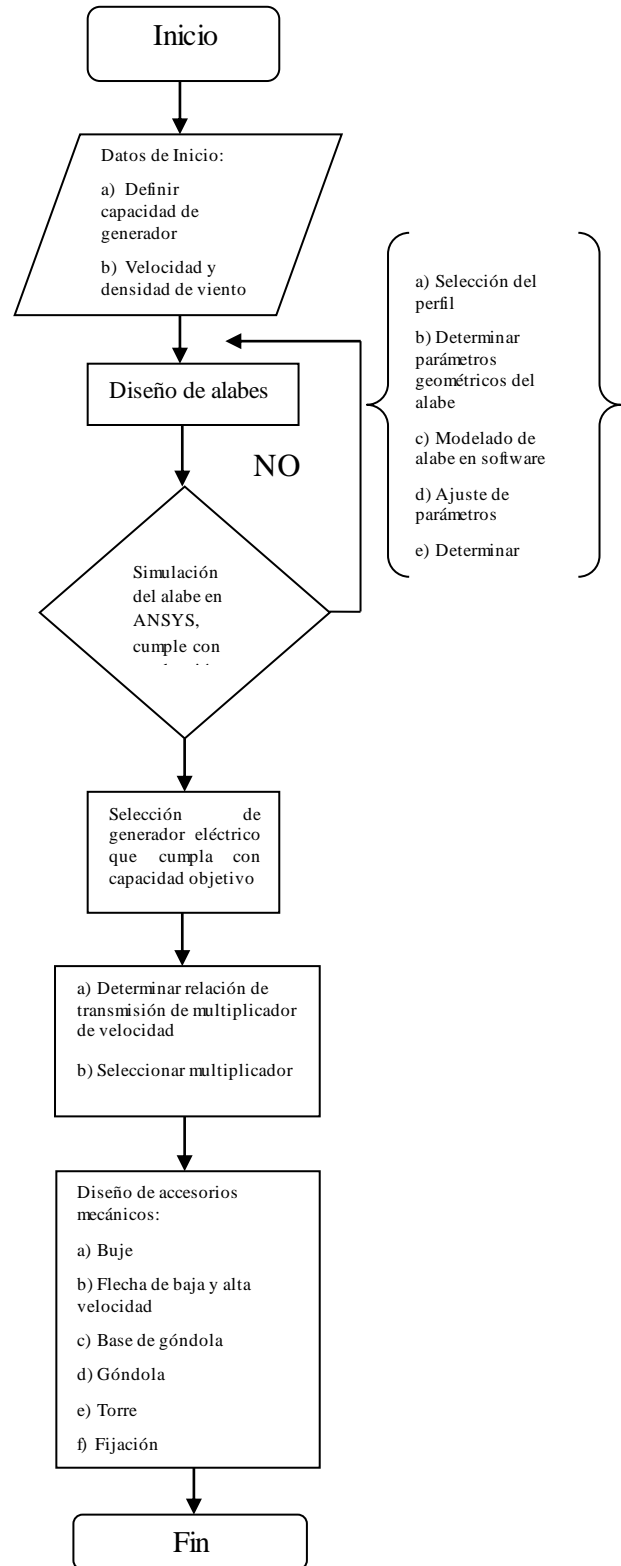


Figura 1 Diagrama de flujo de ingeniería de diseño de una generador eólico

3. Aerodinámica del rotor

3.1 Velocidad de Punta

Se define como la relación entre la velocidad del alabe del rotor y la velocidad relativa del viento, definida por la ecuación 2 (Schubel & Crossley, 2012):

$$\lambda = \frac{\omega r}{V_1} \quad (2)$$

Dónde:

λ = Velocidad de punta

ω = Velocidad de rotación del aire (rad/s)

r = Radio

V_1 = Velocidad del viento

3.2 Aerodinámica del alabe

Sobre los alabes de las turbinas actúan dos fuerzas y un momento, la fuerza de elevación es perpendicular al flujo de aire que es usada para vencer a la gravedad y una de arrastre que es paralela a la dirección del flujo como se muestra en la figura 2 (Prasad, Janakiram, Prabu & Sivasubramaniam, 2014).

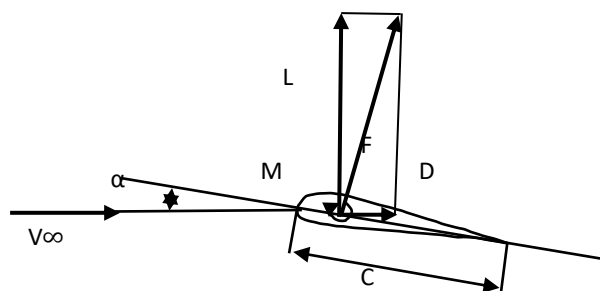


Figura 2 Fuerza de elevación (L) y arrastre (D)

Fuente: Prasad, Janakiram, Prabu & Sivasubramaniam, 2014

Los coeficientes de elevación y arrastre se determinan por las ecuaciones siguientes:

$$C_L = \frac{F_L}{1/2 \rho V_0^2 c} \quad (3)$$

$$C_D = \frac{F_D}{1/2 \rho V_0^2 c} \quad (4)$$

Dónde:

ρ = Densidad de viento

V_0 = Velocidad del viento

c = cuerda

F_L = Fuerza de elevación

F_D = Fuerza de arrastre

La eficiencia es una relación entre el coeficiente de potencia C_P y el límite de Betz=16/27=0.593, se define como;

$$\eta = \frac{C_P}{0.593} \quad (5)$$

Una turbina eólica puede alcanzar hasta 85 % de eficiencia cuando la velocidad de punta es 2, a mayor velocidad de punta mejora la eficiencia de la turbina, de tal manera que para una turbina con velocidad de punta de 6 alcanza una eficiencia de 95 %.

3.3 Procedimiento de diseño

1 Diseño de alabes

1.1 Diámetro del rotor en función de la velocidad del viento;

$$P = C_p \eta \left(\frac{1}{2}\right) \rho \pi r^2 V^3 \quad (6)$$

Dónde:

P = Potencia de salida

C_p = Coeficiente de rendimiento (0.4 para modernas turbinas con 3 alabes)

η = Eficiencia eléctrica y mecánica (0.9 es un valor adecuado)

r = Radio

V = Velocidad del viento

1.2 De acuerdo al tipo de aplicación se elige una relación de velocidad de punta λ . Un molino de viento para bombear agua requiere un mayor torque, se recomiendan valores $1 < \lambda < 3$. Una turbina para generar electricidad se recomiendan valores $4 < \lambda < 10$ (Prasad, Janakiran, Prabu & Sivasubramaniam, 2014).

1.3 Selección de número de alabes, B, de la tabla 1.

λ	B
1	8 - 24
2	6 - 12
3	3 - 6
4	3 - 4
>4	1 - 3

Tabla 1 Relación de velocidad de punta (λ) y número de alabes

Fuente:(Prasad, Janakiran, Prabu & Sivasubramaniam, 2014

RAMIREZ-MARTINEZ, Andrés, RODRIGUEZ-CASTILLO, Mario E, VERA-CARDENAS, Edgar E, GOMEZ-MERCADO, Abdiel y MORENO-RIOS, Marisa. Diseño de un rotor para una Turbina eólica de eje horizontal de 500 W. Revista de Tecnología e Innovación. 2018

1.4 Para este caso se selecciona $\lambda > 4$ para 3 alabes de turbina.

1.5 Se determinan y analizan las curvas de coeficiente de sustentación y arrastre para el perfil.

1.6 Se elige el perfil aerodinámico para la pala.

1.7 Calculo de la cuerda en cada sección del alabe.

Por:

$$C = \frac{8 \pi r \cos \beta}{3 B \lambda r} \quad (7)$$

Dónde:

r= Radio

β = Angulo de paso

B= Número de alabes

λ_r = Relación de velocidades

1.8 Se divide el alabe en 17 secciones. Se recomienda dividirlo de 10 a 20 elementos para eficientar su análisis (Prasad, Janakiram, Prabu & Sivasubramaniam, 2014).

1.9 Para una primera estimación se utilizan las ecuaciones propuestas. Basado en una forma de hoja ideal, arrastre cero y perdida de punta cero;

$$\beta = 90^\circ - \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (8)$$

$$a = \left(1 + \frac{2 \cos^2 \beta}{\sigma' C_L \sin \beta} \right)^{-1} \quad (9)$$

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (10)$$

Dónde:

β = Angulo de paso

λ_r = Relación de velocidades

C_L = Coeficiente de elevación

σ = Solidez

a= Velocidad axial

a' = Factor de velocidad angular

1.10 Calculo del número de Reynolds a través de la ecuación;

$$Re = \frac{v \lambda_r C}{(1.5)(10^{-5})} \quad (11)$$

Dónde:

V= Velocidad de viento

λ_r = Relación de velocidades

C= Cuerda

1.11. Se calcula el rendimiento de la turbina y modifica el diseño, hasta obtener resultados que satisfagan el objetivo.

2. Seleccionar un modelo de generador eléctrico que cumpla con la capacidad objetivo.

3 Determinar el multiplicador de velocidad de acuerdo a la velocidad de giro de la turbina y la velocidad nominal del generador.

4 Diseño de flecha de baja velocidad.

5 Diseño de flecha de alta velocidad.

6 Diseño de base de fijación de aerogenerador.

7 Diseño de Góndola.

8 Determinar geometría de Torre.

Resultados

1 Datos experimentales

Los datos experimentales para ejecución del diseño del alabe son los siguientes:

P= 500 W

ρ = 1.22 kg/m³

V= 4.35 m/s

C_p =0.4

η = 0.9

$$a = 1/3$$

$$\lambda = 6.5$$

Dónde:

P= Potencia requerida del generador eólico

ρ = Densidad del aire

V= Velocidad de viento

C_p = coeficiente de potencia recomendado para modernas turbinas de viento de 3 palas

η = Eficiencia mecánica y eléctrica.

a= Velocidad axial donde C_p alcanza su valor máximo.

λ = Relación de velocidades de punta

2 Cálculo del radio del rotor

$$R = \sqrt[2]{\frac{P}{(C_p * \eta * (\frac{1}{2}) * \rho * \pi * V^3)}} \quad (12)$$

$$R = 2.97 \text{ m}$$

La pala fue dividida en 4 estaciones y 17 partes para su análisis;

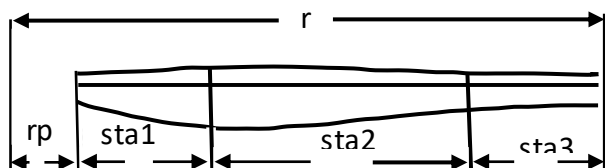


Figura 3 Pala del generador dividida en 4 estaciones
Fuente: Medina, 2011

La raíz de la pala (r_p) tiene una longitud del 9 % del radio de la pala, la estación 1 ($sta1$) tiene una longitud del 25 % de la longitud de la pala, la estación 2 ($sta2$) 50 % de la longitud de la pala, la estación 3 ($sta3$) un 25 % de la longitud de la pala como se observa en la figura 3 (Medina, 2011).

3 Cálculo de parámetros de diseño

a) Relación de velocidad de diseño:

$$\lambda_D = \frac{\Omega r}{V} \quad (13)$$

Dónde:

r= Radio de turbina

λ_D = Relación de velocidades de diseño

v= Velocidad axial del viento

Ω = Velocidad angular de la turbina en radianes

b) Relación de velocidad local:

$$\lambda_r = \frac{\lambda_D r_1}{r} \quad (14)$$

Dónde:

λ_r = Relación de velocidades locales

r_1 = Radio en cualquier posición del rotor

c) Ángulo de Paso

$$\beta = 90^\circ - \frac{2}{3} \tan^{-1}\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (15)$$

Dónde:

β = Ángulo de paso

λ_r = Relación de velocidades local

d) Cuerda

$$C = \frac{8 \pi r \cos \beta}{3 B \lambda_r} \quad (16)$$

Dónde:

C= cuerda

λ_r = Relación de velocidades local

r= Radio de turbina

β = Ángulo de paso

e) Velocidad angular de la turbina

$$N = \frac{TRS V}{0.105 r} \quad (17)$$

Dónde:

N= Velocidad angular de la turbina en rpm

TRS= Velocidad de punta

v = Velocidad de viento

r = Radio

f) Fuerza que actúa sobre los álabes

$$F = \rho AV_f^2 \quad (18)$$

Dónde:

ρ = Densidad del aire

A = Área de barrido

V_f = Velocidad de flujo

En la tabla 2 se muestran los resultados de diseño del alabe, las divisiones son el número de partes en las que fue seccionada la estación, (r) es el radio de cada separación del alabe, (λ_r) relación de velocidades local, es un parámetro adimensional, (ϕ) ángulo de velocidades inducidas, (β) ángulo de paso y (C) distribución de cuerda en cada fracción del alabe.

Estaciones	Divisiones	r (m)	λ_r	Φ (°)	β (°)	C (m)
rp	1	0.27	0.59	39.79	50.21	0.69
st1	2	0.44	0.95	30.93	59.07	0.51
	3	0.61	1.32	24.82	65.18	0.39
	4	0.77	1.69	20.36	69.64	0.31
	5	0.94	2.06	17.09	72.91	0.26
sta2	6	1.11	2.43	14.86	75.14	0.22
	7	1.28	2.80	13.20	76.80	0.20
	8	1.45	3.17	11.83	78.17	0.18
	9	1.62	3.54	10.43	79.57	0.16
	10	1.79	3.91	9.72	80.28	0.14
	11	1.96	4.28	8.64	81.36	0.13
	12	2.13	4.65	7.91	82.09	0.12
	13	2.29	5.02	7.54	82.46	0.11
sta3	14	2.46	5.39	7.17	82.83	0.10
	15	2.63	5.76	6.43	83.57	0.10
	16	2.80	6.13	6.06	83.94	0.09
	17	2.97	6.50	5.69	84.31	0.08

Tabla 2 Resumen de datos de diseño del alabe

La raíz de la pala (rp) es la parte del radio para fijarse al rotor y es de 0.27 m, la estación 2 (st1) se dividió en 4 segmentos, la parte 3 (st2) es la porción intermedia y se descompuso en 8 grupos, el fragmento 4 (st3) se disgrego en 4 apartados. Lo anterior para obtener un análisis detallado de la pala y mejorar geometría de diseño, en total se segmento en 17 secciones. Los parámetros de diseño de los alabes de la turbina, con velocidad de 4.35 m/s son:

r = 2.97 m,

N = 91 rpm, (velocidad angular de la turbina)

ϕ = inicial 39.79° y final 6.06° (ángulo de velocidades inducidas)

F = 639.7 N (fuerza total que actúa en cada alabe)

C = inicial 0.69 m y final 0.09 m (distribución de cuerdas en la pala)

4 Selección del perfil aerodinámico para diseño de la pala

La selección del perfil se realizó comparando polares de los perfiles de la serie NACA y NRE.

Para determinar el más eficiente, se cotejo el coeficiente de elevación CL , de arrastre CD y la fineza CD/CL del perfil, con un Re = 1,000,000.00 (Orozco, 2014).

En este trabajo de investigación se analizaron los perfiles NACA 4415, NACA 4412 de la serie NACA y los perfiles S832, S833 de la serie NREL.

Los perfiles de 4 dígitos se refieren en el primer dígito a la máxima curvatura como porcentaje de la cuerda, segundo dígito, describe la distancia de la curvatura máxima desde el borde de ataque en decenas de porcentajes de cuerda y los últimos dos dígitos, describen el grosor máximo del perfil aerodinámico como porcentaje de la cuerda.

En el gráfico 1 se muestra el coeficiente de elevación contra el ángulo de ataque α , se observa que NACA 4412, tiene mayor elevación seguido de NACA 4415. El gráfico 2 muestra menor coeficiente de arrastre para en perfil NACA 4415. La comparación de fineza del perfil que se muestra en el gráfico 3 donde se observa que los mejores evaluados son los perfiles de la serie NACA.

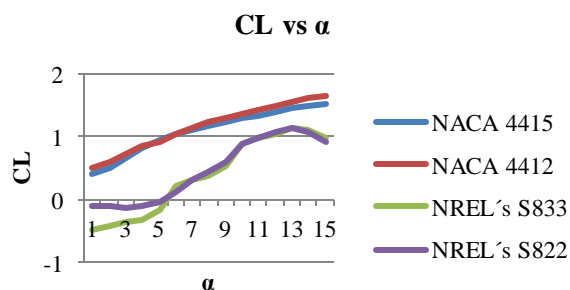


Gráfico 1 CL vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822
Fuente: Airfoil Tools, 2018

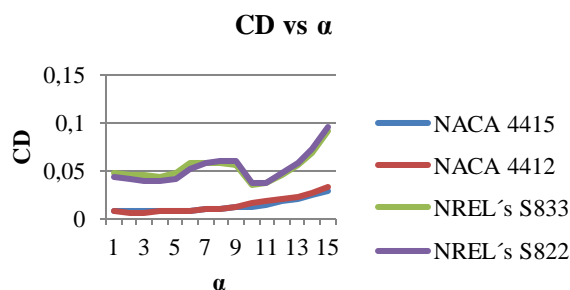


Gráfico 2 CD vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822
Fuente: Airfoil Tools, 2018

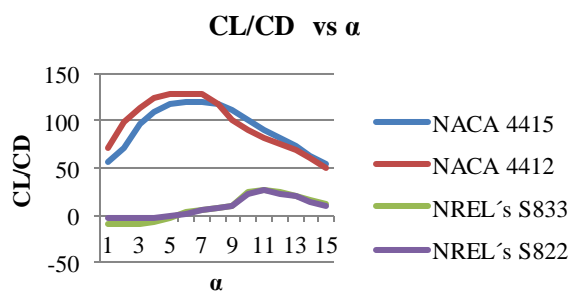


Gráfico 3 CL/CD vs α para (NACA 4415, NACA 4412, S833, S822
Fuente: Airfoil Tools, 2018

Para propósitos de este trabajo de investigación se decidió trabajar con el perfil aerodinámico NACA 4415, por su menor coeficiente de arrastre que ayuda a maximizar el aprovechamiento de la energía cinética del viento.

5 Diseño de alabe con resultados de cálculo y perfil seleccionado

Haciendo una análisis cualitativo de deformación en el alabe, se observa que la mayor deformación se presenta en el extremo libre, aplicando una fuerza de 213.2 N, obtenida analíticamente con las condiciones de diseño, se alcanza una deformación de 21.5 mm, como se puede observar en la figura 4.

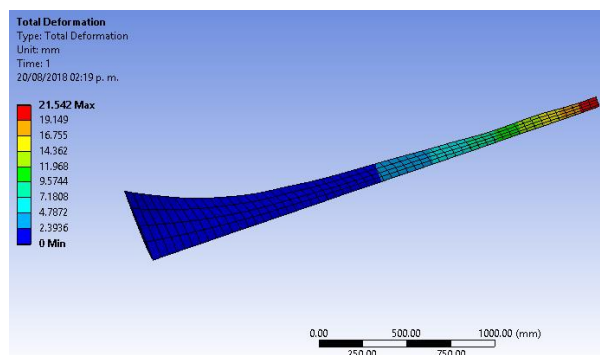


Figura 4 Análisis, deformación en ANSYS 16.0

La concentración de esfuerzos máximos se observa en el último tercio libre del alabe con un esfuerzo a compresión de 52.3 MPa, de acuerdo a los resultados de la figura 5.

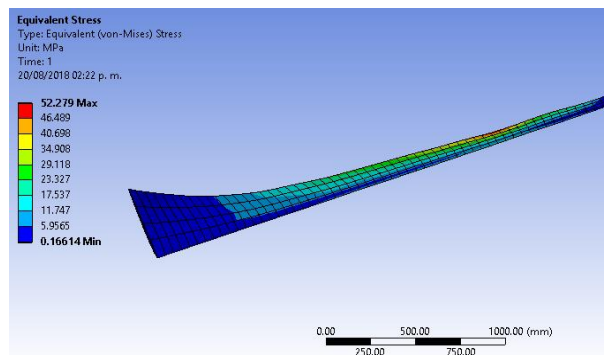


Figura 5 Análisis de concentración de esfuerzos en ANSYS 16.0

En la tabla 3 se observan resultados de análisis esfuerzo-deformación en el software ANSYS a diferentes velocidades de viento, las cuales se han registrado en lecturas de campo levantadas en las instalaciones del Tecnológico de Pachuca. Se observa el aumento de fuerza y concentración de esfuerzos a diferentes velocidades de viento.

Velocidad de viento V (m/s)	Fuerza del viento sobre el rotor (N)	Fuerza por alabe F (N)	Deformación máxima por alabe (mm)	Esfuerzo máximo por alabe σ (Mpa)
4.35	639.7	213.2	21.542	52.279
6	1217.1	405.7	41.254	99.667
8	2163.7	721.2	74.798	178.25
9.2	2861.5	953.8	101.22	237.46
11	4090.7	1363.6	154.04	346.4

Tabla 3 Análisis esfuerzo deformación de alabes a diferentes velocidades de diseño en ANSYS 16.0

Discusión de resultados

El presente trabajo tiene la característica de tener una velocidad de viento de diseño de 4.35 m/s, siendo esta el promedio de velocidades de la ciudad de Pachuca de Soto entre las 12 y 19 horas, palas con longitud de 2.97 m, eficiencia general de 36 %, no hay precedente en la región de diseñar una turbina eólica con estas características.

En el trabajo “Diseño de un perfil con bajo número de Reynolds para aerogeneradores de eje horizontal”, se menciona que los pequeños generadores eólicos comerciales tienen una eficiencia general del 30 %, (Singh, R.K., Rafiuddin, A., Zullah, M., Asid, M., Lee, Y., 2011)

En la obra “Diseño de un alabe para una pequeña turbina eólica de baja velocidad de viento”, se rediseño una turbina con velocidad de viento de 6 a 9 m/s, reduciendo su radio a 1 m, con una producción de 235 W y una eficiencia de 27 %, utilizando el método BEM (Pathike, Katpradit, Terdtoon & Sakulchangsattajai, 2013).

La eficiencia del diseño propio está dentro de los valores de rendimiento que se manejan en los estándares internacionales.

Conclusiones

La longitud de alabes es de 2.97 m, como puede observarse en la tabla 3, sometidos a diferentes velocidades de viento tendrán fuerzas y concentración de esfuerzos variables. Para la construcción de las palas debe tenerse en cuenta que el material tenga la resiliencia para soportar fuerzas de 213.2 a 1363.6 N y deformaciones de 21.5 a 154 mm, mismo caso para esfuerzos demandados.

El material indicado para fabricación de los alabes es fibra de carbono, sin embargo por razones de costos se recomienda seleccionar otro que cumpla con los requerimientos de esfuerzos y deformaciones.

Estos resultados son un precedente en nuestro país, para continuar investigando el diseño de turbinas eólicas con velocidades de viento bajas, mejorar la eficiencia para turbinas con menor diámetro y aumentar la capacidad de generación.

Referencias

Ackermann, T. & Soder, L. (2000). Wind energy technology and current status: a review. Stockholm, Sweden: PERGAMON.

Airfoil Tools. 30 Julio 2018, de Airfoil Tools Sitio web: <http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-naca4415-il-1000000>

Attaf, B. (2012). Ecomoulding of Composite Wind Turbine Blades Using Green Manufacturing RTM Process. International Scholarly Research Network, 2012, 9.

Comisión Federal de Electricidad. (2016). Reporte Anual 2016. Abril, 2017, de Gobierno Federal Sitio web: https://www.bmv.com.mx/docs-pub/infoanua/infoanua_748158_2016_1

Gasch, R. & Twele, J. (2012). Wind Power Plants: Fundamentals, Desing, Construction and Operation. Berlin, Germany: Springer-Verlag.

Islam, M.R., Mekhilef, S., & Saidur, R. (2013). Progress and recent trends of wind energy technology. KualaLumpur, Malaysia: Elsevier.

Medina, R. (2011). Cálculo y Diseño de la Pala (Ehecamani) de un aerogenerador. México, D. F.: Instituto Politécnico Nacional.

Mendoza, N. (2017). Diseño de un Generador Eólico de Eje Vertical Tipo Darrieus Helicoidal de 3 KW. Hidalgo, México.: Instituto Tecnológico de Pachuca.

Orozco, E. (2014). Comparación de Herramientas de Diseño para Alabes de Aerogeneradores Eólicos de Baja Velocidad de Viento. Pachuca de Soto, Hidalgo, México: Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. pp 80-114.

Pathike, P., Katpradit, T., Terdtoon, P. & Sakulchangsattajai, P. (2013). Small Horizontal-Axis Wind Turbine Blade for Low Wind Speed Operation. Applied Science and Engineering, 16, 345 - 351.

Prasad, N., Janakiram, S., Prabu, T., & Sivasubramaniam, S. (2014). Desing and Development of Horizontal Small Wind Turbine Blade for Low Wind Speeds. International Journal of Engineering Science & Advanced Technology, 4, 75 - 84.

Singh, R.K., Rafiuddin, A., Zullah, M., Asid, M., Lee, Y., (2011). Design of a low Reynolds number airfoil for small horizontal axis wind turbines. *Renewable Energy* 42, 66-76.

Schubel, P. & Crossley R. (2012). Wind Turbine Blade Design Review. *Wind Engineering*, 36, 365 - 388.

Shepherd, D. (1990). *Historical Development of the Windmill*. Ithaca, New York, U.S.: National Aeronautics and Space Administrator, (NASA).